



УДК 622.691.4

ВИБІР РАЦІОНАЛЬНИХ РЕЖИМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОПРОВОДУ "КРЕМЕНЧУК – ПРОЛЕТАРСЬКА"

О. Кобяк

магістрант кафедри видобування нафти, газу та конденсату НТУ «ХПІ»

SELECTION OF RATIONAL MODES OF OPERATION OF THE PIPELINE "KREMENCHUK - PROLETARSKAYA"

A. Kobyak

Master's student of the Department of Oil, Gas and Condensate Extraction of NTU "KhPI"

ABSTRACT

The relevance of paper. As the cost of pumping oil through the pipeline worsens the economic component of the enterprise, it is necessary to consider new promising modes of operation of oil pumping stations.

The purpose of the article. Analysis of alternative system technical options for operation of the Kremenchuk-Proletarskaya oil pipeline and selection of the least energy-intensive ones.

The object of the study is the main oil pumping station "Kremenchuk" and the adjacent section of the main oil pipeline "Kremenchuk-Kherson" from 0 km to 70 km.

The tasks of paper the capacity of the pipeline with the known physical and chemical properties of oil, the geometric parameters of the pipeline with three different schemes of work, the specific characteristics of the pumps for different temperature conditions of transportation.

The purpose of article. Minimum power is consumed when adjusting by changing the speed of the pump rotor. It is carried out by means of couplings (hydraulic, electromagnetic, disk) installed between the motor and the pump, or change of frequency of rotation of the electric drive (thyristor schemes), etc. ways. The method of regulation by trimming the impeller of the pump is effective when using the pumping mode for a long period. It is used in Kremenchuk district oil pipeline management by the method of application of replaceable rotors on pumps. The method of throttling is the simplest and most commonly used. (reducing the cross section of the pressure pipeline by covering the regulating body on the pressure regulators). Bypassing is to pass part of the oil flow from the pressure line through the bypass pipeline to the receiving line. The least economical way.

Key words: oil pumping station, regulation mode, power losses, mathematical model, pressure characteristic, main pumps, throughput

Вступ. За територіальною і структурною ознакою Кременчуцьке районне нафтопровідне управління (КРНУ) перебуває в центрі системи вітчизняних магістральних нафтопроводів [1]. Магістральні нафтопроводи і об'єкти КРНУ розташовані в центральних областях України –

Полтавській, Дніпропетровській, Харківській, Кіровоградській.

До складу Кременчуцького РНУ входять чотири нафтоперекачувальні станції (НПС): "Перещепине", "Кременчук", "Пролетарська", "Широке", та база виробничого обслуговування (БВО), що розташована в м. Кременчук. Основне завдання

Кременчуцького РНУ полягає в поставці прийнятої з північного напрямку нафти на Кременчуцький нафтопереробний завод і перекачуванню нафти, прийнятої зі східного напрямку на південь України, на нафтопереробні заводи (НПЗ) Херсона і Одеси та на експорт. Один із нафтопроводів, "Кременчук-Херсон", був спроектований Київським інститутом "Південдіпротрубопровід" у 1970 році. Будівництво нафтопроводу здійснювалося БМУ-16 об'єднання "Укргазбуд" у період з 1970 по 1972 рік. У 1972 році нафтопровід став до ладу. На ділянці нафтопроводу "Кременчук-Херсон" експлуатуються дві нафтоперекачувальні станції: головна – НПС "Кременчук" і проміжна – НПС "Пролетарська". Ділянка нафтопроводу складається з основної нитки довжиною 70 км і лупінгу з 0 км по 25 км. На основній нитці є два підводних переходи. Зовнішній діаметр основної нитки ділянки нафтопроводу дорівнює 720 мм, підводних переходів 1020 мм, лупінгу 1020 мм.

На сьогодні НПС "Кременчук" обладнана двома підірними відцентровими насосними агрегатами НПВ 3600-90 (підірний зливно-наливний насос) із продуктивністю 2200 м³/год, тиском на викиді 4,5 кг/см², та потужністю 950 кВт; чотирма магістральними відцентровими насосними агрегатами НМ 3600-230 із продуктивністю 2200 м³/год, тиском на викиді 27 кг/см², та потужністю 2320 кВт; резервуарним парком, що складається з восьми резервуарів типу РВС-10000 зі стаціонарними дахами без понтонів, загальною ємністю 80000 м³.

При перекачуванні нафти на ділянці нафтопроводу "Кременчук-Пролетарська" зустрічаються три схеми роботи: підключення основної нитки і лупінгу, робота тільки основної нитки, робота тільки лупінгу і основної нитки з 25 км до 70 км. Такі схеми дозволяють обслуговувати засувки відключення від основної нитки при працюючому лупінгу або навпаки.

При нормальному перекачуванні нафти нафтопроводом можливі такі режими регулювання роботи: дроселювання надлишку напору на виході нафтоперекачувальної станції, регулювання байпасуванням, регулювання обрізкою робочих коліс насосів, регулювання зменшенням частоти обертання ротора насоса.

Для отримання найкращої продуктивності роботи ділянки НПС "Кременчук" і проміжної – НПС "Пролетарська", потрібно оптимізувати та підібрати найкращу схему роботи з вибором оптимального режиму регулювання нафтоперекачувальної станції. Для цього потрібно провести комплекс гідрравлічних розрахунків.

Основна частина. Проведемо дослідження нафтопровідної системи, яка складається з головної нафтоперекачувальної станції "Кременчук" (ГНПС) і прилягаючої ділянки нафтопроводу "Кременчук – Пролетарська". Для проведення гідрравлічних розрахунків потрібно сформулювати комплекс

вихідних даних. Відомо типи насосів, можливі схеми їх роботи, паспортні напірні і енергетичні характеристики насосів, геометричні і міцнісні характеристики лінійної частини трубопроводу, фізико-хімічні властивості нафти і температурні умови її транспортування [2].

Різниця геодезичних відміток кінця і початку досліджуваної ділянки нафтопроводу дорівнює [3]:

$$\Delta Z = Z_K - Z_n = 182 - 71 = 111 \text{ м} \quad (1)$$

де, ΔZ – різниця геодезичних відміток, м;

Z_K – геодезична висотна відмітка кінця ділянки, м;

Z_n – геодезична висотна відмітка початку ділянки, м.

Головна нафтоперекачувальна станція "Кременчук" на ділянці має довжину $L=70$ км та внутрішній діаметр $D=0,7$ м. Насоси на ГНПС мають трубопровідну обв'язку, що забезпечує їхню послідовну роботу. Максимальна кількість послідовно працюючих насосів $r_m=3$. Відповідно до плану поставки нафти споживачеві прийнято, що годинна продуктивність досліджуваної ділянки нафтопроводу $Q = 2400$ м³/год.

Математична модель напірної характеристики магістрального насоса НМ 3600-230 має вигляд:

$$H_0 = a - bQ^2 \quad (2)$$

де, H_0 – математична модель напірної характеристики;

Q – витрата рідини на ділянці трубопроводу, м³/с;

a, b – коефіцієнти математичної моделі напірної характеристики одного насоса.

Коефіцієнти математичної моделі напірної характеристики насоса визначаємо за формулами:

$$b = (H_1 - H_2) / (Q_2^2 - Q_1^2) \quad (3)$$

$$a = H_1 + bQ_1^2 = H_2 + bQ_2^2 \quad (4)$$

де, H_1, H_2 – точки заміру годинної продуктивності, 286 м, 256 м;

Q_1, Q_2 – годинна продуктивність досліджуваної ділянки, $Q_1=2000$ м³/год = 0,555 м³/с; $Q_2 = 3000$ м³/год = 0,833 м³/с.

Підставивши дані отримуємо:

$$b = \frac{286 - 256}{0,833^2 - 0,555^2} = 78;$$

$$a = 286 + 78 \times 0,555^2 = 256 + 78 \times 0,833^2 = 310.$$

Таким чином, математичний опис напірної характеристики магістрального насоса НМ 3600-90 має вигляд:

$$H_0 = 310 - 78 Q^2$$

Використовуючи паспортні характеристики насоса марки НМ 3600-230, визначаємо

максимальне значення його к.к.д. $\eta_{\max} = 0,82$ [3].

Для математичного опису залежності к.к.д. насоса від його подачі використаємо наступну формулу:

$$\eta = \eta_{\max} \left[2 \frac{Q_z}{Q_{\text{нг}}} - \left(\frac{Q_z}{Q_{\text{нг}}} \right)^2 \right], \quad (5)$$

де $Q_{\text{нг}}$ – номінальна годинна подача насоса, у нашому випадку $Q_{\text{нг}} = 3600 \text{ м}^3/\text{год}$,

Q_z – фактична година подача насоса $\text{м}^3/\text{год}$.

Отже, математична залежність має вигляд:

$$\eta = 0,82 \left[\frac{Q_z}{1800} - \left(\frac{Q_z}{3600} \right)^2 \right].$$

Для забезпечення нормальної роботи магістральних насосів потрібен певний підпір. На ГНПС "Кременчук" він створюється підпірним насосом марки НПВ 3600-90. Точки заміру годинної продуктивності: H_1, H_2 – 110 м, 80 м відповідно, та годинна продуктивність досліджуваної ділянки дорівнює $Q_1 = 2500 \text{ м}^3/\text{год} = 0,694 \text{ м}^3/\text{с}$; $Q_2 = 4000 \text{ м}^3/\text{год} = 1,111 \text{ м}^3/\text{с}$.

Використовуючи формули (3) і (4), знаходимо значення коефіцієнтів математичної моделі для підпірного насоса [4].

$$a_n = 110 + 40 \times 0,694^2 = 129$$

$$b_n = \frac{110 - 80}{1,111^2 - 0,694^2} = 40$$

Таким чином, математична модель напірної характеристики підпірного насоса НПВ 3600-90 має вигляд:

$$H_n = 129 - 40 Q^2$$

Математична модель головної насосної станції загалом має вигляд:

$$H_{\text{ГПС}} = A_{\text{ГПС}} - B_{\text{ГПС}} Q^2, \quad (6)$$

де, $A_{\text{ГПС}} = a_n + ra$; $B_{\text{ГПС}} = b_n + rv$;

$H_{\text{ГПС}}$ – математична модель головної нафтоперекачувальної станції;

Q – годинна потужність насоса, $\text{м}^3/\text{с}$;

r – кількість послідовно працюючих насосів.

Математична модель кінцевої насосної станції загалом має вигляд:

$$H_{\text{КПС}} = A_{\text{КПС}} - B_{\text{КПС}} Q^2, \quad (7)$$

де, $A_{\text{КПС}} = ra$; $B_{\text{КПС}} = rv$;

$H_{\text{КПС}}$ – математична модель кінцевої нафтоперекачувальної станції;

Q – годинна потужність насоса, $\text{м}^3/\text{с}$.

З огляду на фактичний стан внутрішньої поверхні нафтопроводу, приймаємо абсолютну

еквівалентну шорсткість труби, $K_e = 0,5 \text{ мм}$.

З огляду на технічний стан досліджуваного нафтопроводу, його міцнісні властивості, задаємося максимально припустимим тиском у трубопроводі, $P_{\text{доп}} = 5,1 \text{ МПа}$.

При проведенні гідравлічних розрахунків ділянки нафтопроводу вважаємо, що температура нафти дорівнює температурі ґрунту на глибині укладання трубопроводу.

Для реалізації заданого режиму роботи потрібно знайти різницю між загальними втрати напору в трубопроводі та напору, що розвивають насоси НПС. Якщо загальні втрати напору в трубопроводі перевищують напір, що розвивається насосами НПС, то реалізація заданого режиму перекачування є неможливою. Якщо загальні втрати напору в трубопроводі перевищують максимально припустимий напір, то реалізувати заданий режим перекачування також неможливо. Якщо різниця напору НПС і загальних втрат напору перевищує напір одного насоса H_0 , то зменшимо необхідне число послідовно працюючих насосів і повторюємо розрахунки.

Надлишок напору НПС, що підлягає регулюванню дорівнює:

$$H_{\text{пере}} = H_{\text{НСі}} - H_{\text{обі}} \quad (8)$$

де, $H_{\text{НСі}}$ – напір нафти на виході останнього, в групі послідовно працюючих, насоса, м;

$H_{\text{обі}}$ – загальні втрати напору на досліджуваній ділянці нафтопроводу, м.

Знаходимо напір нафти на виході останнього, в групі послідовно працюючих, насосів за формулою (6).

$$H_{\text{НСі}} = (129 + 3 \times 310) - (40 + 3 \times 78) \times 0,58333^2 = 965 \text{ м}.$$

Визначаємо загальні втрати напору на досліджуваній ділянці нафтопроводу:

$$H_{\text{обі}} = 1,02 H_{\text{ті}} + \Delta z + H_k, \quad (9)$$

де, Δz – різниця геодезичних відміток кінця і початку трубопроводу, 111 м;

H_k – прийнятий напір наприкінці ділянки трубопроводу, 40 м;

$H_{\text{ті}}$ – формула Дарсі-Вейсбаха, втрати напору на тертя, м.

За формулою Дарсі-Вейсбаха знаходимо втрати напору на тертя:

$$H_{\text{ті}} = \lambda_i \frac{L W^2}{D 2g},$$

де, λ_i – коефіцієнт гідравлічного опору;

L – довжина ділянки нафтопроводу, 70000 м;

D – внутрішній діаметр ділянки нафтопроводу, 0,759 м;

W – середня швидкість руху нафти в

трубопроводі, м/с;

g – прискорення сили ваги, $9,81 \text{ м/с}^2$.

Коефіцієнт гідравлічного опору розраховують за формулою Блазіуса:

$$\lambda_i = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}.$$

де, Re – число Рейнольдса.

Значення числа Рейнольдса в нафтопроводі дорівнює:

$$Re = \frac{WD}{v_i} \quad (12)$$

де, v_i – розрахункова в'язкість, $13,9 \text{ сСт}$.

Розрахункову в'язкість визначаємо за формулою Рейнольдса – Філонова:

$$v_i = v_{1i} e^{-u(t_2 - t_1)}, \quad (13)$$

де, t_1, t_2 – температура нафти в точці, $20; 2,2^\circ\text{C}$ відповідно;

U – коефіцієнт крутості віскограми, $1/\text{град}$.

Обчислимо коефіцієнт крутості віскограми за формулою:

$$U = \frac{1}{t_1 - t_2} \quad (14)$$

де, t_1, t_2 – значення температур, при яких відома в'язкість нафти, $20, 5,8^\circ\text{C}$;

v_1, v_2 – відповідні значення кінематичної в'язкості нафти, $13,9 \text{ сСт}; 40,9 \text{ сСт}$.

Визначаємо середню швидкість руху нафти в трубопроводі:

$$W = \frac{4Q}{\pi D^2} \quad (15)$$

де, Q – секундна продуктивність ділянки нафтопроводу, $0,58333 \text{ м}^3/\text{с}$.

Отже, можемо розрахувати надлишок напору НПС.

Обчислимо коефіцієнт крутості віскограми за формулою (14):

$$U = \frac{1}{20 - 5,8} \ln \frac{40,9}{13,9} = 0,07600 \frac{1}{\text{град}}$$

Визначимо середню швидкість руху нафти в трубопроводі за формулою (15):

$$W = \frac{4 \times 0,58333}{\pi \times 0,759^2} = 1,28993 \text{ м/сек}^2$$

Розрахункову в'язкість сСт визначаємо за формулою Рейнольдса-Філонова (13):

Знаходимо значення числа Рейнольдса в

нафтопроводі за формулою (12):

$$Re_i = \frac{1,28993 \times 0,759}{53,76856 \times 10^{-6}} = 18218.$$

Коефіцієнт гідравлічного опору визначений за формулою Блазіуса (11):

$$\lambda_i = \frac{0,3164}{18212^{0,25}} = 0,02724$$

За формулою Дарсі-Вейсбаха знаходимо втрати напору на тертя (10):

$$H_{Ti} = 0,02724 \times \frac{700001,28993^2}{0,759 \times 2 \times 9,81} = 213 \text{ м}$$

За формулою (9) визначаємо загальні втрати на досліджуваній ділянці нафтопроводу:

$$H_{обі} = 1,02 \times 213 + 111 + 40 = 368 \text{ м}.$$

У нашому випадку різниця напору НПС $H_{NCi} = 965 \text{ м}$ і загальних втрат напору $H_{обі} = 368 \text{ м}$ перевищує напір одного насоса $H_0 = 283 \text{ м}$, тому зменшуємо необхідне число послідовно працюючих насосів:

$$r_i = 3 - 1 = 2$$

Знаходимо напір нафти на виході останнього з групи послідовно працюючих насосів:

$$H_{NCi} = (129 + 2 \times 310) - (40 + 2 \times 78) \times 0,583332 = 682 \text{ м}.$$

У нашому випадку різниця напору НПС $H_{NCi} = 682 \text{ м}$ і загальних втрат напору $H_{обі} = 368 \text{ м}$ перевищує напір одного насоса $H_0 = 283 \text{ м}$, тому ще раз зменшуємо необхідне число послідовно працюючих насосів:

$$r_i = 2 - 1 = 1$$

Знаходимо напір нафти на виході останнього в групі послідовно працюючих насосів:

$$H_{NCi} = (129 + 1 \times 310) - (40 + 1 \times 78) \times 0,583332 = 399 \text{ м}.$$

Після визначення необхідного числа послідовно працюючих насосів знаходимо надлишок напору НПС, що підлягає регулюванню:

$$H_{пезі} = 399 - 368 = 31 \text{ м}.$$

У результаті розрахунків з'ясувалося, що загальні втрати напору в трубопроводі не перевищують напір, що розвивають насоси НПС,

тобто $H_{обі} < H_{НСі}$ ($368 \text{ м} < 399 \text{ м}$), і реалізація заданого режиму перекачування є можливою, також загальні втрати напору в трубопроводі не перевищують максимально припустимий напір, тобто $H_{обі} < H_{доп}$ ($368 \text{ м} < 591 \text{ м}$).

Оскільки розрахунок вівся в найгірших умовах перекачування з найнижчою температурою для січня, то в результаті розрахунків з'ясовано, що для перекачування заданої витрати $Q_2 = 2100 \text{ м}^3/\text{год}$ досить тільки одного магістрального насоса і для всіх наступних місяців.

Після розрахунку можливого використання заданого режиму, потрібно визначити оптимальну схему роботи НПС. Як вже було зазначено, нафтопровід має три схеми експлуатації: підключення основної нитки і лупінгу, робота тільки основної нитки, робота тільки лупінгу і основної нитки з 25 км до 70 км.

Для початку, потрібно визначити еквівалентні діаметри для кожної схеми. При паралельних нафтопроводах для еквівалентного нафтопроводу діаметр для n ниток визначають за формулою:

$$\left(\frac{D_{екв}^{5-m}}{L_{екв}} \right)^{\frac{1}{2-m}} = \sum_{i=1}^n \left(\frac{D_i^{5-m}}{l_i} \right)^{\frac{1}{2-m}}, \quad (16)$$

де, $L_{екв}$ – еквівалентна довжина трубопроводу, м;
 l_i – довжина i -ї ділянки трубопроводу, м;
 $D_{екв}$ – еквівалентний діаметр трубопроводу, м;
 D_i – діаметр труби i -ї ділянки, м;
 m – показник режиму руху рідини.

Якщо $l_1 = l_2 = l_3 = \dots = l_n = L_{екв}$, тоді:

$$D_{екв}^{\frac{5-m}{2-m}} = \sum_{i=1}^n D_i^{\frac{5-m}{2-m}}. \quad (17)$$

Нафту, яку перекачують по нафтопроводу відносять до нафти середньої в'язкості. Зазвичай рух такої нафти при температурах перекачування відбуваються в зоні гідравлічно-гладких труб, для якої $m=0,25$.

Розрахуємо еквівалентний діаметр для трубопроводу змінного діаметра основної нитки з 0 км по 25 км за формулою (16), з огляду, що внутрішній діаметр труби вставок діаметром 1020 мм $D_3=D_4=0,988 \text{ м}$, довжина вставок дорівнює $L_3+L_4=1785+2038=3608 \text{ м}$, а внутрішній діаметр труби діаметром 720 мм $D_1=0,7 \text{ м}$.

$$D_{екв} = \left(\frac{\frac{25000}{3608} + \frac{25000-3608}{(0,988)^{5-0,25} + (0,7)^{5-0,25}}}{\frac{25000}{3608} + \frac{25000-3608}{(0,988)^{5-0,25} + (0,7)^{5-0,25}}} \right)^{\frac{1}{5-0,25}} = 0,718 \text{ м}$$

Знайдемо еквівалентний діаметр нафтопроводу для паралельних ниток з 0 по 25 км (основної нитки зі знайденим еквівалентним діаметром і лупінгу із внутрішнім діаметром $D_2=0,988 \text{ м}$ (по довжині 25

км) за формулою (17)

$$D_{екв} = \left(\frac{\frac{5-0,25}{0,718^{2-0,25}} + \frac{5-0,25}{0,988^{2-0,25}}}{\frac{5-0,25}{0,718^{2-0,25}} + \frac{5-0,25}{0,988^{2-0,25}}} \right)^{\frac{2-0,25}{5-0,25}} = 1,134 \text{ м}$$

Розрахуємо еквівалентні діаметри для кожної зі схем.

Для схеми 1:

$$D_{екв1} = \left(\frac{\frac{70000}{25000} + \frac{45000}{1,134^{5-0,25}}}{\frac{70000}{25000} + \frac{45000}{1,134^{5-0,25}}} \right)^{\frac{1}{5-0,25}} = 0,759 \text{ м}$$

Для схеми 2:

$$D_{екв2} = \left(\frac{\frac{70000}{25000} + \frac{45000}{0,718^{5-0,25}}}{\frac{70000}{25000} + \frac{45000}{0,718^{5-0,25}}} \right)^{\frac{1}{5-0,25}} = 0,706 \text{ м}$$

Для схеми 3:

$$D_{екв3} = \left(\frac{\frac{70000}{25000} + \frac{45000}{0,988^{5-0,25}}}{\frac{70000}{25000} + \frac{45000}{0,988^{5-0,25}}} \right)^{\frac{1}{5-0,25}} = 0,753 \text{ м}$$

Після того, як визначили еквівалентні діаметри, можна розрахувати пропускну здатність нафтопроводу для кожної із схем, та порівняти їхні параметри.

Для визначення пропускної здатності i -того перегону скористаємося рівнянням балансу напорів [6].

$$A_{НС} - B_{НС} Q_i^2 = \lambda_i K \frac{l_i}{D_i^5} Q_i^2 + \Delta z_i + h_{опi}, \quad (18)$$

де, Q_i – пропускна здатність i -того перегону $\text{м}^3/\text{с}$;

K – постійний коефіцієнт;

λ_i – коефіцієнт гідравлічного опору i -того перегону;

l_i – довжина i -того перегону, м;

D_i – внутрішній діаметр i -того перегону, м;

Δz_i – різниця геодезичних оцінок кінця та початку i -того перегону;

$h_{опi}$ – величина дросельованого напору i -того перегону, якщо тиск на виході станції перевищує припустиму величину $P_{доп}$.

Визначимо постійний коефіцієнт K :

$$K = 1,02 \frac{8}{\pi^2 g}, \quad (19)$$

де, 1,02 – коефіцієнт, що враховує втрати напору на місцевих опорах. Отже:

$$K=1,02 \frac{8}{3,14^2 9,81} = 0,0843 \text{ с}^2 / \text{м},$$

Напір, що відповідає допустимому тиску визначений за формулою:

$$H_{\text{доп}} = \frac{P_{\text{доп}}}{\rho \times g} \quad (20)$$

де $P_{\text{доп}}$ – максимально допустимий з умови міцності трубопроводу тиск нафти, 5,1МПа.

$$H_{\text{доп}} = \frac{5,1 \times 10^6}{879 \times 9,81} = 591 \text{ м}.$$

Пропускна здатність перегону визначається за формулою:

$$Q_i = \sqrt{\frac{A_{\text{НС}} - \Delta z_i - h_{\text{доп}}}{B_{\text{НС}} + K \lambda_i \frac{l_i}{D_i^5}}}. \quad (21)$$

Так як коефіцієнт гідравлічного опору λ залежить від продуктивності Q , то рівняння (20) вирішується методом послідовних наближень.

Задаємо перше наближення пропускної здатності ділянки нафтопроводу "Кременчук-Пролетарська" для першої схеми перекачування, у гірших умовах січня місяця, при трьох працюючих насосах головної станції і при наступних вихідних даних: $l_i = 70000 \text{ м}$; $D_i = D_{\text{екв}} = 0,759 \text{ м}$; $\Delta z_i = 111 \text{ м}$; $Q_{i2} = 2900 \text{ м}^3/\text{год}$, що відповідає $Q_i = 0,80556 \text{ м}^3/\text{с}$.

Обчислюємо число Рейнольдса:

$$Re = \frac{4Q_i}{\pi D_i \nu}, \quad (22)$$

$$Re = \frac{4 \times 0,80556}{3,14 \times 0,759 \times 53,7 \times 10^{-6}} = 25177$$

Згідно ВНТП 2-86 для труб, діаметром 720 мм $Re_n = 100 \times 10^3$.

У нашому випадку $Re_i < Re_n$, отже коефіцієнт гідравлічного опору визначаємо за формулою Блазіуса (11):

$$\lambda_i = \frac{0,3164}{25177^{0,25}} = 0,02512.$$

Обчислюємо напір на виході головної станції (формула 6):

$$H_{\text{НС}} = (129 + 3 \times 310) - (40 + 3 \times 78) \times 0,80556^2 = 881 \text{ м}$$

Знаходимо величину дроселюючого напору (формула 15):

$$h_{\text{доп}} = 881 - 591 = 290 \text{ м}$$

Визначаємо пропускну здатність перегону за

формулою (21):

$$Q_i = \sqrt{\frac{310 \times 3 - 111 - 290}{3 \times 78 + 0,0843 \times 0,02512 \frac{70000}{0,759^5}}} = 0,80198 \text{ м}^3/\text{с}$$

Перевіряємо задану точність гідравлічного розрахунку при $\varepsilon = 0,0001 \text{ м}^3/\text{с}$

$$Q_i = 0,80556 - 0,80198 = 0,00358 \text{ м}^3/\text{с} > 0,0001 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Робимо розрахунок у другому наближенні, тому що $h_{\text{доп}}$ більше напору, створюваного одним насосом ($H_0 = 283 \text{ м}$ з розділу 2), приймаємо кількість працюючих рівне 2.

$$Re = \frac{4 \times 0,80198}{3,14 \times 0,759 \times 53,7 \times 10^{-6}} = 25065$$

$$H_{\text{НС}} = (129 + 2 \times 310) - (40 + 2 \times 78) \times 0,80198^2 = 622 \text{ м}$$

$$h_{\text{доп}} = 622 - 591 = 31 \text{ м}$$

Перевіряємо задану точність гідравлічного розрахунку при $\varepsilon = 0,0001 \text{ м}^3/\text{с}$:

$$Q_i = 0,80198 - 0,8009 = 0,00108 \text{ м}^3/\text{с} > 0,0001 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Зробимо розрахунок у третьому наближенні:

$$Re = \frac{4 \times 0,8009}{3,14 \times 0,759 \times 53,7 \times 10^{-6}} = 24643$$

$$\lambda_i = \frac{0,3164}{24643^{0,25}} = 0,02525$$

$$H_{\text{НС}} = (129 + 2 \times 310) - (40 + 2 \times 78) \times 0,8009^2 = 623,3 \text{ м}$$

$$h_{\text{доп}} = 623,3 - 591 = 32,3 \text{ м}$$

$$Q_i = \sqrt{\frac{310 \times 2 - 111 - 32,3}{2 \times 78 + 0,0843 \times 0,02525 \frac{70000}{0,759^5}}} = 0,79856 \text{ м}^3/\text{с}$$

Перевіряємо задану точність гідравлічного розрахунку при $\varepsilon = 0,0001 \text{ м}^3/\text{с}$:

$$Q_i = 0,8009 - 0,79856 = 0,00234 \text{ м}^3/\text{с} > 0,0001 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Зробимо розрахунок у четвертому наближенні:

$$Re = \frac{4 \times 0,79856}{3,14 \times 0,759 \times 53,7 \times 10^{-6}} = 24571$$

$$\lambda_i = \frac{0,3164}{24571^{0,25}} = 0,02527$$

$$H_{\text{НС}} = (129 + 2 \times 310) - (40 + 2 \times 78) \times 0,79856^2 = 624 \text{ м}$$

$$h_{\text{доп}} = 624 - 591 = 33 \text{ м}$$

$$Q_i = \sqrt{\frac{310 \times 2 - 111 - 33}{2 \times 78 + 0,0843 \times 0,02524 \frac{70000}{0,759^5}}} = 0,79810 \text{ м}^3/\text{с}$$

Перевіряємо задану точність гідравлічного розрахунку при $\varepsilon=0,0001 \text{ м}^3/\text{с}$:

$$Q_i = 0,79856 - 0,79810 = 0,00046 \text{ м}^3/\text{с} > 0,0001 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Зробимо розрахунок у п'ятому наближенні:

$$Re = \frac{4 \times 0,79810}{3,14 \times 0,759 \times 53,7 \times 10^{-6}} = 24556$$

$$\lambda_i = \frac{0,3164}{24556^{0,25}} = 0,02528$$

$$H_{\text{ГНС}} = (129 + 2 \times 310) - (40 + 2 \times 78) \times 0,7981^2 = 624,2 \text{ м}$$

$$h_{\text{опі}} = 624,2 - 591 = 33,2 \text{ м}$$

$$Q_i = \sqrt{\frac{310 \times 2 - 111 - 33,2}{2 \times 78 + 0,0843 \times 0,02528 \frac{70000}{0,759^5}}} = 0,79800 \text{ м}^3/\text{с}$$

Перевіряємо задану точність гідравлічного розрахунку при $\varepsilon=0,0001 \text{ м}^3/\text{с}$:

$$Q_i = 0,79810 - 0,79800 = 0,0001 \text{ м}^3/\text{с} = \varepsilon,$$

Отже, пропускна здатність перегону "Кременчук-Пролетарська" при зазначених вихідних даних становить:

$$Q_i = 0,798 \text{ м}^3/\text{с} = 2872 \text{ м}^3/\text{год}$$

Отримані результати оформимо у вигляді технологічних карт пропускної здатності досліджуваної ділянки нафтопроводу (таблиця 1)

Як видно з наведеної таблиці, найбільш раціональною є схема роботи ділянки по основній нитці з підключеним лупінгом, тому що при мінімальному дроселюванні ми маємо більшу продуктивність перекачування, за нею йде схема підключення №3 – робота лупінгу довжиною 25 км і послідовно включеної основної нитки.

Розрахунки, виконані раніше, показали, що при реалізації заданого режиму перекачування нафти з витратою $Q = 2100 \text{ м}^3/\text{год}$ напір, що розвивають насоси ГНПС "Кременчук" перевищує значення загальних втрат напору на досліджуваній ділянці нафтопроводу "Кременчук-Пролетарська". Це свідчить про необхідність регулювання режимів роботи системи ГНПС – трубопровод.

Таблиця 1 – Технологічні карти пропускної здатності ділянки нафтопроводу "Кременчук-Пролетарська" у січні місяці

Схема підключення	Еквівалентний діаметр, м	Число послідовно працюючих насосів, r	Розрахункова в'язкість нафти, ν , сСт	Напір на виході насосів НПС $H_{\text{НС}}, \text{м}$	Величина дроселюемого напору $H_{\text{Д}}, \text{м}$	Пропускна здатність ділянки Q_2 , $\text{м}^3/\text{год}$
1	0,759	3	879	883	292	режим неможливий
	0,759	2	879	623	32	2878
	0,759	1	879	407	0	1874
2	0,706	3	879	943	352	режим неможливий
	0,706	2	879	666	75	2333
	0,706	1	879	416	0	1570
3	0,753	3	879	891	300	режим неможливий
	0,753	2	879	629	38	2811
	0,753	1	879	408	0	1838

(припустимий тиск $P_{\text{доп}} = 5,1 \text{ МПа}$)

Розглянемо всі відомі способи регулювання і оптимізуємо їх відповідно до конкретної нафтопроводної системи[7]. Як критерій оптимальності приймаємо мінімальне значення потужності, що споживають насоси ГНПС на перекачування заданої кількості нафти.

Розрахунки зробимо для найгірших умов, тобто при максимальній в'язкості нафти, що відповідає мінімальній температурі ґрунту на глибині укладання трубопроводу.

Режим дроселювання надлишку напору на виході нафтоперекачувальної станції.

Обчислюємо к.к.д. насоса при заданій витраті нафти (формула 5):

$$\eta = 0,82 \left[2 \frac{2100}{3600} - \left(\frac{2100}{3600} \right)^2 \right] = 0,68$$

Знаходимо потужність насосів НПС, витрачену на перекачування нафти при регулюванні режимів роботи методом дроселювання:

$$N_{НСдр} = \frac{Q \times H_{НС} \times \rho \times g \times 10^{-3}}{\eta \times \eta_e}, \quad (23)$$

де, $N_{НСдр}$ – потужність насосів НПС, кВт;

η_e – к.к.д. електродвигуна – привода насоса, 0,68;

Q – витрати напору, 0,58333 м³/с.

$$N_{НСдр} = \frac{0,58333 \times 399 \times 867 \times 9,81 \times 10^{-3}}{0,68 \times 0,95} = 3117 \text{ кВт}$$

Визначаємо втрати потужності на регуляторі тиску:

$$\Delta N_{др} = \frac{Q \times H_{рег} \times \rho \times g \times 10^{-3}}{\eta \times \eta_e}, \quad (24)$$

$$\Delta N_{др} = \frac{0,58333 \times 31 \times 867 \times 9,81 \times 10^{-3}}{0,68 \times 0,95} = 240 \text{ кВт}.$$

Режим регулювання байпасуванням.

Якщо напірний патрубок насосів з'єднати з всмоктувальним обвідним трубопроводом – байпасом, то можна здійснювати регулювання режимів роботи перепуском частини потоку нафти з вихідного колектора у всмоктувальний.

Обчислюємо подачу насоса при регулюванні байпасуванням:

$$Q_б = \sqrt{\frac{A_{НС} - H_{об}}{B_{НС}}}, \quad (25)$$

$$Q_б = \sqrt{\frac{439 - 368}{118}} = 0,775 \text{ м}^3 / \text{с},$$

Годинну:

$$Q_{бч} = 3600 \times Q_б \quad (26)$$

$$Q_{бч} = 3600 \times 0,775 = 2790 \text{ м}^3 / \text{год}.$$

Визначаємо к.к.д. насоса при регулюванні байпасуванням (формула 5):

$$\eta_б = 0,82 \left[2 \frac{2790}{3600} - \left(\frac{2790}{3600} \right)^2 \right] = 0,77.$$

Знаходимо потужність насосів НПС, витрачену на перекачування нафти при регулюванні методом байпасуванням (формула 23):

$$N_{НСб} = \frac{0,775 \times 368 \times 867 \times 9,81 \times 10^{-3}}{0,77 \times 0,95} = 3327 \text{ кВт}$$

Визначаємо втрати потужності на регуляторі тиску (формула 24):

$$\Delta N_б = \frac{(0,775 - 0,58333) \times 368 \times 867 \times 9,81 \times 10^{-3}}{0,77 \times 0,95} = 823 \text{ кВт}.$$

Режим регулювання обрізкою робочих коліс насосів.

Вважаємо, що обрізці підлягають однаковою мірою ротори всіх працюючих насосів. Знаходимо надлишок напору, який створюється ротором одного насоса при заданому режимі перекачування нафти. Оскільки для перекачування працює один магістральний насос, то $\Delta h = 31 \text{ м}$.

Визначаємо необхідний напір одного магістрального насоса:

$$H_o^* = H_o - \Delta h, \quad (27)$$

$$H_o^* = 283 - 31 = 252 \text{ м}.$$

Обчислюємо необхідний ступінь обрізки ротора насоса:

$$\varepsilon_H = \sqrt{\frac{H_o^* + bQ^2}{a}}, \quad (28)$$

$$\varepsilon_H = \sqrt{\frac{252 + 78 \times 0,58333^2}{310}} = 0,949.$$

Отримане значення ступеня обрізки колеса порівнюємо із припустимим. Припустимий ступінь обрізки колеса $\varepsilon_d = 0,9$, що менше отриманого результату. Отже, немає необхідності використовувати комбінований спосіб регулювання – обрізки робочих коліс і дроселювання.

Визначаємо коефіцієнти математичної моделі напірної характеристики насоса і НПС після обрізки (3,4,7):

$$a^* = a \times \varepsilon_D^2; \quad b^* = b;$$

$$a^* = 310 \times 0,9^2 = 279; \quad b^* = 78;$$

$$A^*_{HC} = ra^* + a_n; \quad B^*_{HC} = rb + b_n;$$

$$A^*_{HC} = 1 \times 279 + 129 = 408;$$

$$B^*_{HC} = 1 \times 78 + 40 = 118.$$

Обчислюємо напір, що розвивається насосами НПС після обрізки (формула 7):

$$H^*_{HC} = A^*_{HC} - B^*_{HC} Q^2,$$

$$H^*_{HC} = 408 - 118 \times 0,58333^2 = 368 \text{ м.}$$

Напір, що підлягає дроселюванню при комбінованому способі регулювання (формула 8):

$$H_{opo} = 368 - 368 = 0 \text{ м,}$$

тобто дроселювати немає необхідності.

Визначаємо к.к.д. насоса після обрізки при заданій витраті нафти (формула 5):

$$\eta_o = 0,805 \left[2 \frac{2100}{3600} - \left(\frac{2100}{3600} \right)^2 \right] = 0,66$$

Знаходимо потужність насосів НПС, витрачену на перекачування нафти при регулюванні режимів роботи обрізкою коліс (формула 23):

$$N_{HCo} = \frac{0,58333 \times 368 \times 867 \times 9,81 \times 10^{-3}}{0,66 \times 0,95} = 2930 \text{ кВт}$$

Якщо обраний ступінь обрізки дорівнює необхідному, то:

$$H_{opo} = 0; \quad N_{opo} = 0.$$

Режим регулювання зменшенням частоти обертання ротора насоса.

Знаходимо коефіцієнти математичної моделі напірної характеристики магістрального насоса при зміні частоти обертання ротора (формула 2):

$$a^{**} = Ho^* + bQ^2,$$

$$a^{**} = 252 + 78 \times 0,58333 = 297$$

Частота обертання ротора насоса, необхідна для реалізації заданого режиму перекачування нафти без дроселювання надлишку напору, визначається за формулою:

$$n_2 = 3000 \sqrt{\frac{a^{**}}{a}}, \quad (29)$$

$$n_2 = 3000 \sqrt{\frac{297}{310}} = 2934$$

Потужність насосів, витрачена на перекачування нафти при регулюванні зміною частоти обертання ротора розраховується (формула 23):

$$N_{HCn} = \frac{0,58333 \times 368 \times 867 \times 9,81 \times 10^{-3}}{0,68 \times 0,95} = 2876 \text{ кВт}$$

Розглянемо всі зазначені способи послідовно за зростанням потужності на перекачування.

Мінімальна потужність витрачається при регулюванні зміною частоти обертання ротора насоса. Здійснюється за допомогою муфт (гідрравлічних, електромагнітних, дискових), установлюваних між двигуном і насосом, або зміною частоти обертання електропривода (тиристорними схемами) і ін. способами.

Спосіб регулювання за рахунок обрізки робочого колеса насоса ефективний при використанні на тривалий період режиму перекачування. Використовується у Кременчуцькому РНУ методом застосування змінних роторів на насосах.

Спосіб дроселювання найбільш простий і часто застосовується. Принцип роботи полягає у зменшенні перетину напірного трубопроводу прикриттям регулювального органа на регуляторах тиску. Регуляторами тиску оснащені всі НПС керування.

Байпасування полягає в перепуску частини потоку нафти з напірної лінії по обвідному трубопроводу в прийомну лінію. Найменш економічний спосіб.

3. ВИСНОВКИ

У результаті розрахунків з'ясувалося, що загальні втрати напору в трубопроводі не перевищують напір, що розвивають насоси НПС і також не перевищують максимально припустимий напір.

З'ясовано, що для перекачування заданої витрати $Q_2 = 2100$ м³/год досить тільки одного магістрального насоса.

Встановлено, що оптимальною є схема роботи ділянки по основній нитці з підключеним лупінгом, за нею йде схема підключення №3 – робота лупінгу довжиною 25 км і послідовно включеної основної нитки.

Визначено, що мінімальна потужність затрачається при регулюванні зміною частоти обертання ротора насоса. Спосіб регулювання за рахунок обрізки робочого колеса насоса ефективний при використанні на тривалий період режиму перекачування. Спосіб дроселювання найбільш простий і часто застосовується.

Список літератури / References

1. Ю. В. Банахевич, А. В. Драгілев, Ю. М. Дьомін та ін. Продовження ресурсу трубопровідного транспорту України – Львів: Сполом, 2012. – 280 с.: іл. – Бібліогр. в кінці розділів. – ISBN 978-966-665-732-2.
2. В. К. Липский, М. Е. Демидова Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов учебно-методический комплекс для студентов специальности 1-70 05 01 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» - новополоцк 2007 уч.-изд. л. 17,2. Тираж 95. Заказ № 93, 312 ст..
3. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа – Москва: Нефть и газ, 2003. 335 с.
4. Нафтогазова інженерія та технології. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Оцінка втрат нафти від витоків при транспортуванні і розробка заходів її скорочення - Івано-Франківськ, 2017., 167 ст..
5. Возняк М.П., Кривенко Г.М. Особливості температурного і гідравлічного розрахунку нафтопроводів при перекачуванні високов'язких парафіновмісних нафт: тези науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу університету. Ч.1. Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1995. ст.45.
6. Бапгга Т.М., Руднев С.С., Некрасов Б.Б. и др. Гидравлика, гидромашины и гидроприводы. Москва: Машиностроение, 1982. 423 ст..
7. Volodymyr Grudz, Andriy Zhdek, Vasyl Bolonnuy. Estimation of flow rate of oil loss as a result of damage of linear part of oil main. Metallurgical and Mining Industry. 2016. №6. P. 75–78.

ABSTRACT (IN UKRAINIAN)

Актуальність роботи. Так як витрати на перекачування нафти по нафтопроводу погіршують економічну складову підприємства, слід розглядати нові перспективні режими роботи нафтоперекачувальних станцій.

Мета статті. Аналіз альтернативних системотехнічних варіантів експлуатації нафтопроводу “Кременчук” – “Пролетарська” і вибір найменш енерговитратного.

Об’єктом дослідження є головна нафтоперекачувальна станція “Кременчук” і прилягаюча до неї ділянка магістрального нафтопроводу “Кременчук – Херсон” з 0 км по 70 км.

Завдання роботи. Визначення пропускної здатності ділянки нафтопроводу при відомих фізико-хімічних властивостях нафти, геометричних параметрах трубопроводу при трьох різних схемах роботи, конкретних характеристиках насосів для різних температурних умов транспортування.

Результати роботи. Встановлено, що мінімальна потужність витрачається при регулюванні зміною частоти обертання ротора насоса. Здійснюється за допомогою муфт (гідравлічних, електромагнітних, дискових), установлюваних між двигуном і насосом, або зміною частоти обертання електропривода (тиристорними схемами) і іншими способами. Спосіб регулювання за рахунок обрізки робочого колеса насоса ефективний при використанні на тривалий період режиму перекачування. Використається в Кременчуцькому районному нафтопроводному управлінні методом застосування змінних роторів на насосах. Спосіб дроселювання найбільш простий і часто застосовується. (зменшення перетину напірного трубопроводу прикриттям регулювального органа на регуляторах тиску). Байпасування полягає в перепуску частини потоку нафти з напірної лінії по обвідному трубопроводу в прийомну лінію. Найменш економічний спосіб.

Ключові слова: нафтоперекачувальна станція, режим регулювання, втрати потужності, математична модель, напірна характеристика, магістральні насоси, пропускна здатність.

ABSTRACT (IN RUSSIAN)

Актуальность работы. Так как затраты на перекачку нефти по нефтепроводу ухудшают экономическую составляющую предприятия, следует рассматривать новые перспективные режимы работы нефтеперекачивающих станций.

Цель статьи. Анализ альтернативных системотехнических вариантов эксплуатации нефтепровода “Кременчуг” - “Пролетарская” и выбор наименее энергозатратного.

Объектом исследования является главная нефтеперекачивающая станция «Кременчуг» и прилегающая к ней участок магистрального нефтепровода “Кременчуг-Херсон” с 0 км по 70 км.

Задачи работы. Определение пропускной способности участка нефтепровода при известных физико-химических свойствах нефти, геометрическим параметрам трубопровода при трех различных схемах работы, конкретных характеристиках насосов для различных температурных условий транспортировки.

Результаты работы. Установлено, что минимальная мощность затрачивается при регулировании изменением частоты вращения ротора насоса. Осуществляется с помощью муфт (гидравлических,

электромагнитных, дисковых), устанавливаемых между двигателем и насосом, или изменением частоты вращения электропривода (тиристорными схемами) и другими способами. Способ регулирования за счет обрезки рабочего колеса насоса эффективен при использовании на длительный период режима перекачки. Используется в Кременчугском районном нефтепроводного управления методом применения переменных роторов на насосах. Способ дросселирования больше простой и часто применяется. (Уменьшение сечения напорного трубопровода прикрытием регулирующего органа на регуляторах давления). Байпасование заключается в перепуска части потока нефти из напорной линии по обводном трубопровода в приемную линию. Наименее экономичный способ.

Ключевые слова: нефтеперекачивающая станция, режим регулирования, потери мощности, математическая модель, напорная характеристика, магистральные насосы, пропускная способность.

ABOUT AUTHORS

О. Кобяк, *магістрант кафедри видобування нафти, газу та конденсату НТУ «ХПІ»*
e-mail: Олександр Кобяк <ko59.acme@ukr.net>